

**UNIVERSIDADE FEDERAL DA GRANDE DOURADOS**  
**FACULDADE DE ADMINISTRAÇÃO, CIÊNCIAS CONTÁBEIS E ECONOMIA**  
**CURSO DE CIÊNCIAS ECONÔMICAS - FACE**

João Vitor Leduino Braga

**TRANSIÇÃO ENERGÉTICA: UMA ANÁLISE ECONÔMICA DO**  
**SETOR HIDRELÉTRICO BRASILEIRO**

Dourados - MS

2025

João Vitor Leduino Braga

# **TRANSIÇÃO ENERGÉTICA: UMA ANÁLISE ECONÔMICA DO SETOR HIDRELÉTRICO BRASILEIRO**

Trabalho de Graduação II à Faculdade de Administração, Ciências Contábeis e Economia da Universidade Federal da Grande Dourados, como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Ciências Econômicas.

Orientador:

Prof. Dr. Jonathan Gonçalves da Silva

Banca examinadora:

Profa. Dra. Roselaine Bonfim de Almeida

Prof. Dr. Leandro Vinícios Carvalho

Dourados - MS

2025

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP).

B813t Braga, João Vitor Leduino

TRANSIÇÃO ENERGÉTICA: UMA ANÁLISE ECONÔMICA DO SETOR HIDRELÉTRICO  
BRASILEIRO [recurso eletrônico] / João Vitor Leduino Braga. -- 2025.

Arquivo em formato pdf.

Orientador: Jonathan Gonçalves da Silva .

TCC (Graduação em Ciências Econômicas)-Universidade Federal da Grande Dourados, 2025.

Disponível no Repositório Institucional da UFGD em:

<https://portal.ufgd.edu.br/setor/biblioteca/repositorio>

1. Transição Energética. 2. Volatilidade de Preços. 3. Mudanças Climáticas. I. Silva, Jonathan  
Gonçalves Da. II. Título.

Ficha catalográfica elaborada automaticamente de acordo com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

©Direitos reservados. Permitido a reprodução parcial desde que citada a fonte.



## ATA DE APROVAÇÃO DE BANCA EXAMINADORA DE TRABALHO DE GRADUAÇÃO II SEMESTRE LETIVO 2025.2

### **Transição energética: uma análise econômica do setor hidrelétrico brasileiro**

João Vitor Leduino Braga

Esta monografia foi julgada adequada para aprovação na atividade acadêmica específica de Trabalho de Graduação II, que faz parte dos requisitos para obtenção do título de Bacharel em Ciências Econômicas, pela Faculdade de Administração, Ciências Contábeis e Economia – FACE, da Universidade Federal da Grande Dourados – UFGD.

Apresentado à Banca Examinadora integrada pelos professores:

Documento assinado digitalmente  
**gov.br** JONATHAN GONCALVES DA SILVA  
Data: 14/12/2025 17:35:34-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Jonathan Gonçalves da Silva  
(Orientador)

Documento assinado digitalmente  
**gov.br** ROSELAINE BONFIM DE ALMEIDA  
Data: 14/12/2025 18:05:41-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Profa. Dra. Roselaine Bonfim de Almeida  
(Avaliadora 1)

Documento assinado digitalmente  
**gov.br** LEANDRO VINÍCIOS CARVALHO  
Data: 15/12/2025 11:08:21-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Leandro Vinícios Carvalho  
(Avaliador 2)

**DOURADOS-MS, 10 de dezembro de 2025**

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço, em primeiro lugar, à minha família, por todo o apoio, incentivo e encorajamento para superar meus desafios ao longo de todos esses anos.

À Universidade Federal da Grande Dourados (UFGD), e a todos os membros do corpo técnico e docente do Curso de Ciências Econômicas, cujo compromisso com o ensino de excelência e dedicação tornaram possível o meu processo de aprendizado e formação.

Ao Professor Dr. Jonathan Gonçalves da Silva, que aceitou me orientar neste trabalho. Sua expertise, dedicação e paciência foram essenciais para aprimorar esse trabalho.

Agradeço também aos demais membros da Banca, a Profa. Dra. Roselaine Bonfim de Almeida e ao Professor Dr. Leandro Vinícios Carvalho, que contribuíram significativamente para a minha formação e que enriqueceram este trabalho com suas valiosas considerações.

Finalmente, agradeço aos colegas e amigos que compartilharam esta jornada e que, por meio de muita brincadeira e sarcasmo, me incentivaram. Em especial, Reydney e Allan, sou muito grato pela amizade de vocês e por todo o suporte prestado.

## RESUMO

A matriz elétrica brasileira enfrenta o paradoxo de que a solução operacional para a segurança energética é, ao mesmo tempo, o principal vetor de aumento de custos e emissões. Embora seja majoritariamente limpa, a alta dependência da geração hidrelétrica, sobretudo no subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), expõe o sistema a uma severa vulnerabilidade hídrica em face das mudanças climáticas, comprometendo os esforços de transição energética. O presente estudo analisou essa relação de 2014 a 2024, empregando estatística descritiva, avaliação temporal comparativa e um modelo de regressão linear múltipla. As análises constataram uma relação entre redução das chuvas e queda na geração hidrelétrica, acompanhada por maior acionamento de usinas térmicas e elevação significativa do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), evidenciando a sensibilidade do sistema às variações climáticas. Em contrapartida, períodos com maior precipitação se associaram à recomposição dos reservatórios, menor participação térmica e redução da volatilidade de preços, confirmando que o despacho térmico é o principal vetor de custo e emissão de gases de efeito estufa (GEE). Conclui-se que o esforço para consolidar a transição energética exige a diversificação estrutural em fontes complementares e a atração de financiamento sustentável, visando a integração do risco climático no planejamento de longo prazo e reduzindo a volatilidade do custo final da energia para a economia nacional.

**Palavras-chave:** Transição Energética; Volatilidade de Preços; Mudanças Climáticas.

## ABSTRACT

The Brazilian electricity matrix faces the paradox that the operational solution for energy security is simultaneously the main driver of cost increases and emissions. Although predominantly clean, the high dependence on hydroelectric generation, especially in the Southeast/Central-West (SE/CO) subsystem, exposes the system to severe hydric vulnerability in the face of climate change, compromising energy transition efforts. This study analyzed this relationship from 2014 to 2024, employing descriptive statistics, comparative temporal analysis, and a multiple linear regression model. The analyses found a relationship between reduced rainfall and a drop in hydroelectric generation, accompanied by increased activation of thermal power plants and a significant elevation of the Price for the Settlement of Differences (PLD), highlighting the system's sensitivity to climate variations. Conversely, periods with higher precipitation were associated with reservoir replenishment, lower thermal participation, and reduced price volatility, confirming that thermal dispatch is the primary vector for cost and GEE (Greenhouse Gas) emissions. The conclusion is that the effort to consolidate the energy transition demands structural diversification into complementary sources and the attraction of sustainable financing, aiming to integrate climate risk into long-term planning and reduce the volatility of the final energy cost for the national economy.

**Keywords:** Energy Transition; Price Volatility; Climate Change.

## LISTA DE FIGURAS

|                                                                                                               |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1 - Usinas hidrelétricas em operação no Brasil, no ano de 2024 .....                                   | 20 |
| Figura 2 - Geração de Energia hidrelétrica x térmica (MWmed) (2014 a 2024) .....                              | 21 |
| Figura 3 - Emissões do setor de Energia por Geração de eletricidade (MtCO <sub>2e</sub> ) (2014 a 2024) ..... | 33 |
| Figura 4 - Geração de Energia no subsistema Sudeste/Centro-Oeste (MWmed) (2014 a 2024) .....                  | 34 |

## **LISTA DE QUADROS**

|                                                                               |    |
|-------------------------------------------------------------------------------|----|
| Quadro 1 - Estatística descritiva para as variáveis utilizadas no modelo..... | 26 |
|-------------------------------------------------------------------------------|----|

## LISTA DE TABELAS

|                                                                                                                                 |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabela 1 - Preços instalados de energia renovável e custo nivelado de eletricidade no mundo, no período entre 2010 e 2021 ..... | 22 |
| Tabela 2 - Estatística descritiva para as variáveis utilizadas no modelo .....                                                  | 27 |
| Tabela 3 - Resultados do modelo de regressão, no período de 2014 a 2024.....                                                    | 29 |
| Tabela 4 - Variação sazonal mensal, no período de 2014 a 2024. ....                                                             | 31 |

## SUMÁRIO

|                                                             |           |
|-------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1 INTRODUÇÃO .....</b>                                   | <b>11</b> |
| 1.1 Objetivos.....                                          | 12        |
| 1.2 Hipótese.....                                           | 13        |
| 1.3 Justificativa.....                                      | 13        |
| 1.4 Estrutura do trabalho .....                             | 14        |
| <b>2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>                        | <b>15</b> |
| 2.1 Revisão Teórica .....                                   | 15        |
| 2.2 Revisão da literatura .....                             | 16        |
| 2.3 Contextualização do setor hidrelétrico brasileiro ..... | 19        |
| <b>3 METODOLOGIA .....</b>                                  | <b>24</b> |
| 3.1 Delineamento da pesquisa .....                          | 24        |
| 3.2 Modelo econométrico .....                               | 24        |
| 3.3 Base da dados .....                                     | 25        |
| <b>4 RESULTADOS .....</b>                                   | <b>27</b> |
| 4.1 Estatística descritiva .....                            | 27        |
| 4.2 Parâmetros Sazonais .....                               | 30        |
| 4.3 Emissões do setor .....                                 | 32        |
| <b>5 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>                          | <b>35</b> |
| <b>REFERÊNCIAS .....</b>                                    | <b>36</b> |
| <b>APÊNDICES .....</b>                                      | <b>39</b> |
| <b>APÊNDICE A – Teste de Heterocedasticidade.....</b>       | <b>39</b> |
| <b>APÊNDICE B – Teste de Multicolinearidade.....</b>        | <b>40</b> |
| <b>APÊNDICE C – Teste de Autocorrelação .....</b>           | <b>41</b> |

## 1. INTRODUÇÃO

A transição global no setor energético tem se direcionado progressivamente para o uso de fontes renováveis, com o objetivo de mitigar os impactos das mudanças climáticas e, simultaneamente, suprir a crescente demanda por energia. Os combustíveis fósseis, como petróleo, carvão e gás natural, predominaram na matriz energética ao longo da história, e ainda hoje representam cerca de 84% da energia consumida no mundo (*Energy Institute*, 2024).

Nesse sentido, a transição para uma matriz energética mais sustentável se alinha com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) da ONU, que orientam as iniciativas mundiais para solucionar os desafios da sustentabilidade, contemplando o ODS 7, (Energia Acessível e Limpa, e o ODS 13, (Ação contra a Mudança Climática) (ONU, 2024).

Com ênfase no crescimento econômico e proteção ambiental, a transição energética busca enfrentar desafios de segurança energética e garantir o seu papel nas economias de baixo carbono mundiais (Aneel, 2024).

O processo de transição energética consiste na substituição de fontes convencionais de energia por alternativas mais eficientes e sustentáveis, motivada tanto pela escassez de recursos quanto pelo avanço de novas tecnologias de geração energética. A transição energética representa a migração de um sistema econômico baseado em uma fonte específica de energia para outro sistema, devido a fatores históricos, econômicos, geográficos ou tecnológicos (Aneel, 2024).

Um exemplo de transição energética foi a troca da energia humana por animal. A Transição Energética atual é um processo de descarbonização da matriz energética. Esse componente ambiental da transição energética é impulsionado pela urgência e pelos desafios decorrentes das rápidas mudanças climáticas, que estão diretamente ligadas ao aquecimento global e ao aumento acelerado na emissão de gases de efeito estufa (GEE) (Aneel, 2024).

O Brasil vive um momento de crescente diversificação de sua matriz energética, impulsionado pelo avanço de fontes renováveis como a energia solar e eólica, que vêm ganhando competitividade tecnológica e econômica, dado que 89,2% da oferta interna de eletricidade no Brasil é proveniente de fontes de energia limpa. Nesse contexto, o setor hidrelétrico é a principal base de sustentação da geração elétrica nacional. Contudo, essa opção energética enfrenta as pressões das mudanças climáticas, através de alterações nos regimes hídricos e aumento da competição com outras fontes renováveis (EPE, 2024).

É fundamental destacar que, apesar de sua classificação como fonte limpa, segundo Jong *et al.* (2015) a implantação de usinas hidrelétricas gera impactos ambientais e sociais

consideráveis, incluindo o deslocamento de comunidades, desmatamento e a alteração permanente de ecossistemas fluviais e terrestres. Adicionalmente, conforme aponta (Alves; Uturbey, 2010) o represamento e a decomposição de matéria orgânica submersa nos reservatórios também contribuem para a emissão de gases de efeito estufa.

A matriz elétrica brasileira é composta, principalmente, por usinas hidrelétricas (58,9%). Seguidas por eólica (13,2%), combustíveis fósseis (8,7%), biomassa (8%), importação (2,1%), nuclear (2%) e solar (7%) (EPE 2024).

Em relação às fontes de energia, as usinas hidrelétricas tendem a ser mais impactadas pelas variações na precipitação anual e sazonal, além do aumento das temperaturas. Esses fatores afetam diretamente a disponibilidade de água nos reservatórios e rios, resultando em uma produção reduzida, com menor impacto sobre as demais fontes do sistema energético (Solaun; Cerda, 2017).

Embora seja uma fonte renovável, a energia hidrelétrica enfrenta desafios econômicos relacionados à eficiência energética, à competitividade frente a outras fontes, aos elevados custos de manutenção de infraestruturas antigas, à necessidade de adaptação às mudanças climáticas e à redução dos investimentos em novas usinas (Pimentel, 2023).

Nesse sentido é importante avaliar como as mudanças climáticas afetam economicamente o setor hidrelétrico no Brasil, em especial o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, e a partir dessa análise, compreender as consequências desse impacto. Ou seja, como a redução da eficiência e o aumento da dependência de fontes não renováveis podem estar retardando a transição energética.

Assim, analisar o setor energético, como ênfase na opção hidroelétrica, é relevante já que 60% da matriz energética nacional tem origem nessa fonte. Portanto, torna-se fundamental entender como a tensão entre a matriz predominantemente renovável e sua fragilidade diante da crescente frequência de eventos extremos, como secas prolongadas e a redução da previsibilidade hidrológica impactam economicamente e afetam a transição energética.

### **1.1. Objetivos**

O objetivo geral deste trabalho consiste em analisar os impactos das mudanças climáticas, em especial dos regimes de chuva, na geração de energia hidrelétrica do subsistema Sudeste/Centro-Oeste no período de 2014 a 2024

Especificamente, pretende-se:

- i) Avaliar o preço, produção e custo da geração de energia, e sua relação com os efeitos

das mudanças climáticas, por meio de estatística descritiva e econométrica, para estimar a influência da precipitação e dos níveis de geração sobre o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

- ii) Identificar alternativas para a realização de uma transição energética considerando seu esforço para manter a matriz elétrica brasileira limpa.
- iii) Analisar alternativas para o setor hidrelétrico no processo de transição energética no contexto de eventos climáticos extremos.

## **1.2. Hipótese**

O estudo parte do pressuposto de que o aumento dos impactos ambientais e a redução de investimentos no setor hidrelétrico do subsistema Sudeste/Centro-Oeste comprometem a eficiência na geração de energia, levando à maior dependência de fontes não renováveis para atender à crescente demanda por eletricidade, o que, por sua vez, contribui para o aumento dos preços da energia.

## **1.3. Justificativa**

A escolha do período de análise entre 2014 e 2024 é metodologicamente justificada e essencial para a robustez do presente estudo. Internacionalmente, este recorte temporal é amplamente aceito em estudos de volatilidade de preços de eletricidade e o impacto da geração hidrelétrica, conforme Przekota (2023), que analisa o comportamento dos mercados elétricos europeus entre 2011 à 2021. Para o contexto brasileiro, o período selecionado é crucial por abranger uma década de alta volatilidade e instabilidade no setor, incluindo importantes crises hidrológicas que expuseram a vulnerabilidade da matriz e forçaram o acionamento de usinas termelétricas.

A importância central deste estudo reside em quantificar essa vulnerabilidade. Ao estimar a relação entre as variáveis de geração e o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), e oferecer um diagnóstico econômico que fundamenta a urgência da diversificação da matriz.

Nesse contexto, este estudo terá como foco o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, responsável por concentrar a maior parte da carga elétrica do país e abrigar importantes usinas hidrelétricas interligadas aos demais subsistemas, de modo que suas variações hídricas impactam diretamente o equilíbrio do sistema elétrico nacional.

#### **1.4. Estrutura do trabalho**

Este trabalho está organizado em cinco seções, incluindo esta introdução. A segunda seção apresenta a revisão teórica, abordando as principais teorias que fundamentam esse estudo, seguida por uma revisão de literatura e pela contextualização do tema, com ênfase na análise econômica do setor hidrelétrico do subsistema Sudeste/Centro-Oeste brasileiro. A terceira seção apresenta-se a metodologia utilizada no desenvolvimento do trabalho. Na quarta seção apresenta-se os resultados encontrados na pesquisa nos anos de 2014 à 2024 e, por fim, na última seção se encontram as considerações finais.

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesta seção serão apresentados conceitos teóricos e embasamentos de literaturas que visam fornecer uma visão sobre a crise climática e sua correlação, com foco nas usinas hidrelétricas e no fornecimento de energia. Essa revisão bibliográfica busca compreender as implicações econômicas e operacionais da crise climática no setor energético destacando os impactos sobre os custos de geração, as dificuldades na gestão dos reservatórios, e sua relevância no contexto da transição energética.

### 2.1. Revisão Teórica

Arthur C. Pigou, no livro *The Economics of Welfare* (1920), introduziu a teoria das externalidades e sugeriu soluções baseadas em intervenções governamentais. Ele definiu as externalidades como os efeitos colaterais de uma atividade econômica que afetam terceiros, podendo ser negativas ou positivas (Salles; Matias, 2022).

Nesse contexto, Pigou destacou dois conceitos fundamentais para compreender sua abordagem: o produto marginal líquido privado e o produto marginal líquido social. O primeiro corresponde ao benefício direto captado pelo agente após realizar determinado investimento ou utilizar um recurso enquanto o segundo representa o benefício total gerado para a sociedade, incluindo efeitos positivos ou negativos que podem atingir terceiros. Quando esses dois valores são iguais, há eficiência de mercado; contudo, na maioria das situações, eles divergem. Essa divergência se verifica devido à presença de externalidades não internalizadas, levando à necessidade de intervenções públicas para alinhar os interesses privados com os sociais (Pigou, 1920).

Por outro lado, Ronald Coase, em seu trabalho *The Problem of Social Cost* (1960), apresentou uma perspectiva alternativa baseada na ideia de que, se os direitos de propriedade forem bem definidos e os custos de transação forem baixos, as partes interessadas podem negociar entre si para solucionar externalidades sem a intervenção do governo (Salles; Matias, 2022).

Coase divide sua análise de duas formas, sendo a primeira quando não há custos de transação envolvidos, permitindo que as partes cheguem a soluções eficientes por meio de negociação privada, sem a necessidade de intervenção estatal a segunda, mais próxima à realidade, seria quando os custos de transação são levados em consideração. Quando os custos de transação são elevados, as partes podem optar por não negociar, impedindo que as partes

internalizem a externalidade e alcancem um resultado eficiente, nesse sentido a intervenção governamental, por exemplo, na forma de regulamentações ou impostos, pode tornar-se mais justificável, pois tenta-se superar essa barreira de negociação que, de outra forma, impediria uma alocação eficiente dos recursos (Coase, 1960).

Nesse contexto, de negociações, em 5 de julho de 2017, através do decreto nº 9.073, foi promulgado o Acordo de Paris no Brasil, tratado global adotado em 2015 durante a 21ª Conferência das Partes (COP21), da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC). O acordo se apoia na teoria das externalidades de Arthur C. Pigou, ao estabelecer que os países devem limitar suas emissões de gases de efeito estufa para limitar o aumento da temperatura média global (Brasil, 2017).

Considerando essas abordagens sobre externalidades, o setor energético se destaca nesse debate sobre desenvolvimento sustentável, uma vez que sua produção e consumo geram efeitos direto sobre o meio ambiente e a sociedade. Com base nessa relação, a economia da energia analisa a alocação de recursos energéticos, a precificação da eletricidade e os impactos de mudanças tecnológicas e ambientais. Segundo Joskow (2011), os custos de geração, transmissão e distribuição de energia são elementos centrais para a formação dos preços e para o planejamento do setor.

Em seu artigo, *Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies* (2011), Joskow escreve como fontes de energia não renovável ajustam a produção operando mais durante períodos de demanda máxima. Por outro lado, a eletricidade de fontes intermitentes tende a valer menos no mercado por não garantir o fornecimento em momentos críticos, tornando a geração menos rentável em períodos de alta geração renovável.

Diante das discussões sobre externalidades e economia da energia, torna-se possível compreender a relação entre eficiência econômica e sustentabilidade ambiental no setor elétrico. Com isso, a próxima seção apresenta estudos e evidências que detalham os impactos econômicos das mudanças climáticas sobre o setor hidrelétrico, abordando as vulnerabilidades, os riscos financeiros envolvidos e as consequências dessa dinâmica para a transição energética no Brasil.

## **2.2. Revisão da literatura**

O risco financeiro associado a projetos hidrelétricos se eleva significativamente devido a alterações na precipitação, uma vez que as mudanças climáticas afetam não apenas o

desempenho na produção de energia dessas usinas como também a variância dos retornos financeiros, potencialmente tornando alguns projetos antieconômicos (Harrison *et al.*, 2003).

Nesse contexto, para lidar com esses riscos climáticos crescentes, Mota, Gazoni e Góes (2008) reforçam a necessidade de políticas públicas que incorporem os riscos climáticos no planejamento energético. Os autores evidenciam que a redução da vazão dos rios, especialmente no Norte e Nordeste, combinada ao aumento da frequência e intensidade de eventos climáticos extremos compromete a previsibilidade e a estabilidade da oferta de energia, ampliando riscos econômicos e sociais. Além disso, o trabalho enfatiza que a capacidade adaptativa do setor elétrico brasileiro é limitada devido à concentração da geração em regiões vulneráveis.

Como uma resposta adaptativa aos impactos climáticos na geração, observa-se também uma alteração no perfil de consumo de energia. O estudo de Rodrigues (2012) aponta que enquanto modelos tradicionais focam na elasticidade-preço e elasticidade-renda ignorando fatores climáticos, estudos internacionais sugerem que mudanças na temperatura podem levar a ajustes adaptativos no consumo energético, mitigando estimativas tendenciosas da demanda por energia.

Mukheibir (2013) destaca que embora a energia hidrelétrica seja vista como uma solução para mitigar as mudanças climáticas, ela também é vulnerável a seus efeitos, que podem ser diretos, como alterações nos padrões de precipitação e temperatura, ou indiretos, como a competição por recursos hídricos e o assoreamento. Entre 2011 e 2015, a participação da hidrelétrica na matriz energética caiu de 81,9% para 64%, em decorrência das secas nas regiões do Sudeste e Centro-Oeste. Esse cenário provocou um aumento de 329% na geração termelétrica para atender à demanda, comprometendo as metas de redução de emissões assumidas na COP21 (Mendes; Sthel, 2017).

Em resposta à urgência climática e à necessidade de acelerar a transição energética, o Brasil reafirmou seu compromisso global durante a COP 26. Conforme aponta Pimentel (2023), nessa conferência, o Brasil assumiu metas climáticas ambiciosas de redução de 50% das emissões até 2030 e neutralidade de carbono até 2050. Contudo, o cumprimento desses objetivos exige a mitigação da vulnerabilidade da matriz hídrica às mudanças climáticas, que força o acionamento de usinas termelétricas emissoras de GEE. Essa fragilidade deve ser superada pela diversificação e expansão de fontes renováveis não hidrelétricas, como eólica e solar.

Diante dessas limitações operacionais e ambientais, Jong *et al.* (2015) propõe uma revisão da dependência da matriz elétrica, comparando a viabilidade econômica de fontes renováveis e fósseis por meio do custo nivelado de eletricidade (LCOE), que também permite

avaliar os impactos ambientais com base nas emissões por MWh gerado. Os resultados apontam vantagem econômica da energia hidrelétrica, que apresenta menor LCOE, embora seja vulnerável a riscos hidrológicos. Os autores concluem que uma matriz energética mais equilibrada é essencial para maior segurança energética.

Considerando os riscos discutidos, Dias *et al.* (2018) sugerem que os impactos climáticos, como mudanças na temperatura e na precipitação, podem ser previstos, o que possibilita a adoção antecipada de medidas adaptativas, mitigando os efeitos adversos e garantindo a estabilidade da demanda por energia.

A literatura destaca o uso da regressão linear múltipla, com o objetivo de identificar os principais fatores que determinam o preço. Silva e Lima (2016), por exemplo, investigaram a influência de variáveis-chave no preço, como a carga de energia, o nível de reservatórios e o custo marginal de operação (CMO).

Em consonância, estudos recentes usaram métodos econométricos para entender a relação entre variáveis hidrológicas, climáticas e o comportamento dos preços e da geração de energia elétrica. Owolabi *et al.* (2022) utilizaram regressão linear múltipla para analisar dados da Nova Inglaterra entre 2014 e 2020, constatando que a geração hidrelétrica atua como fator estabilizador do mercado reduzindo a volatilidade dos preços da eletricidade.

No contexto brasileiro, o estudo de Ramalho (2014) aplicou modelos de regressão e séries temporais para explicar o comportamento do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). O autor mostrou que a variação nos níveis dos reservatórios e na Energia Natural Afluente é essencial para a oscilação do preço *spot*.

Reforçando essa abordagem, Maia *et al.* (2016) utilizaram a regressão múltipla, analisando dados mensais de 2001 a 2014, notando relações inversas entre o preço da energia e variáveis como vazão natural dos rios e energia armazenada. Esses resultados, demonstram a alta sensibilidade do preço à escassez hídrica no país.

Tanure, Carvalho e Magalhães (2019) aprofundam a análise utilizando o modelo BeGreen (*Brazilian Energy and Greenhouse Gas Emissions General Equilibrium Model*) para simular os impactos da escassez hídrica sobre a oferta de eletricidade. Segundo os autores, como forma de compensar a queda de oferta de energia hidrelétrica, a produção de energia alternativa, como às termelétricas, deverá aumentar cerca de 25% até 2050.

O modelo considera as projeções de redução na oferta de energia hidrelétrica, com base nos cenários climáticos elaborados pelo Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC) da ONU. Contudo, ao analisarem os sete países com as maiores economias emergentes do mundo (E7) – China, Turquia, Rússia, Índia, Indonésia, Brasil e México – Gyamfi, Bein e

Bekun (2020) observaram que o crescimento econômico está associado ao aumento do consumo de energia não renovável e à diminuição do uso de fontes renováveis, como a hidrelétrica.

Segundo Gyamfi, Bein e Bekun (2020, p.9), “a elasticidade do crescimento econômico em relação à energia renovável e hidrelétrica é considerada insignificante”. Ao mesmo tempo em que há uma relação negativa entre energia limpa e desenvolvimento global, um aumento no uso de fontes limpas pode reduzir a dependência de petróleo e gás natural, minimizando as emissões dos gases de efeito estufa (Gyamfi; Bein; Bekun, 2020).

Esse paradoxo entre a necessidade ambiental e a baixa resposta econômica é aprofundado por De Paula, Castro e Bocanera (2024), que analisam o financiamento público em economias emergentes e em desenvolvimento (EEDs), e apontam que embora crucial, representando cerca de 50% dos gastos com energia limpa em 2022, esses recursos são insuficientes, exigindo uma maior participação do financiamento privado. Diante disto, instrumentos como os títulos verdes (*green bonds*) podem ser adotados para facilitar o financiamento de projetos climáticos.

Complementando essa visão, Al Mubarak, Rezaee e Wood (2024) comparam os efeitos econômicos, sociais e ambientais das principais fontes de energia disponíveis. O artigo evidencia o domínio do combustível fóssil no abastecimento energético e na geração de empregos em âmbito global, bem como seus impactos negativos relacionados às emissões de gases poluentes e aos riscos à saúde humana. Em contrapartida, as fontes renováveis apresentam menor pegada de carbono, embora enfrentem desafios como a intermitência, o uso intensivo de materiais e a dependência das condições climáticas.

O estudo de Dai e Xu (2023) analisou os efeitos do aumento dos preços da energia sobre os recursos naturais, em conjunto com a transição energética nos países da OCDE, destacando como esses efeitos promovem a conservação e a gestão sustentável dos recursos naturais.

### **2.3. Contextualização do setor hidrelétrico brasileiro**

Nesta seção apresenta-se uma breve contextualização, com dados relacionados à temática de transição energética e impactos econômicos, organizados em forma de tabelas e figuras.

A Figura 1, por exemplo, mostra a densidade de usinas hidrelétricas no Brasil. Neste trabalho serão analisadas usinas hidrelétricas que fazem parte do sistema interligado nacional (SIN).

Figura 1 - Usinas hidrelétricas em operação no Brasil, no ano de 2024

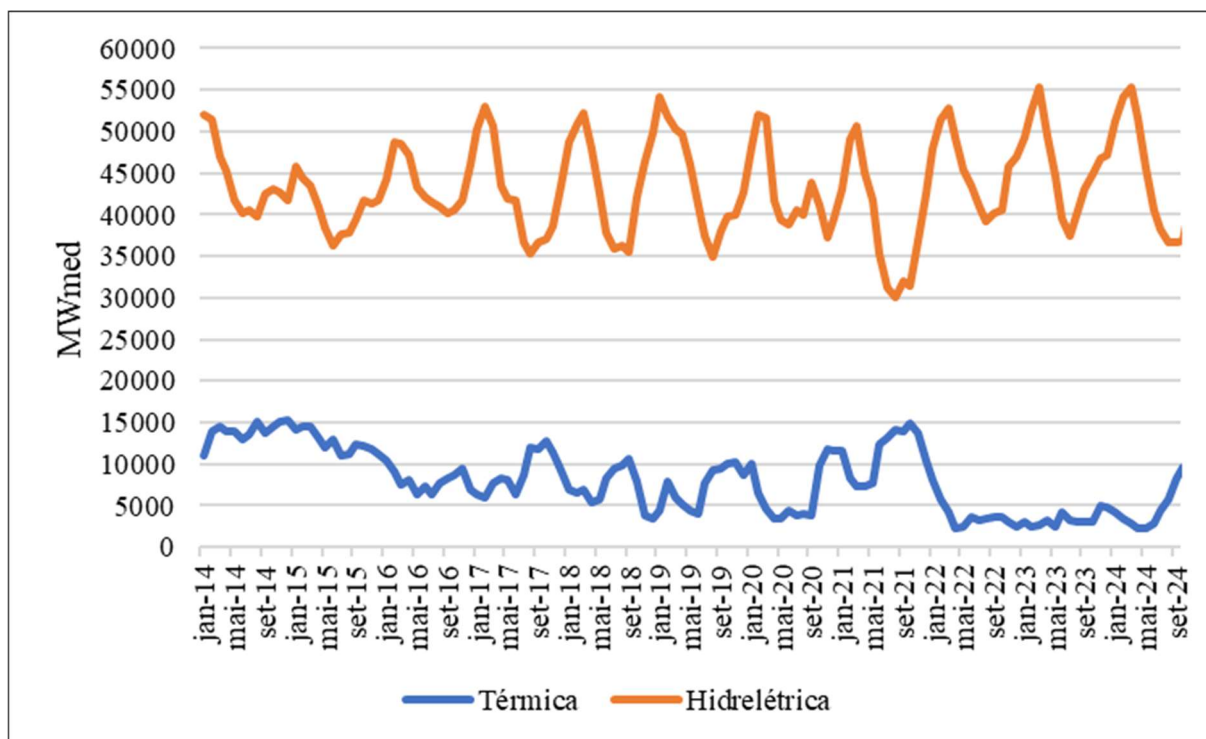


Fonte: Agência Nacional de Águas (ANA), 2024.

A Figura 1 demonstra a concentração de usinas hidrelétricas nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul, e, portanto, as áreas mais afetadas pela crise climática, como descrito por Mendes e Sthel (2017, p. 3). As usinas apresentadas se caracterizam na modalidade de operação tipo 1, isto é, usinas que influenciam a oferta e demanda de energia e afetam a operação do SIN e as do tipo 2 são usinas de grande porte, acima de 30MW.

A seguir, apresenta-se a Figura 2 sobre um comparativo da quantidade de energia gerada pelas fontes hidrelétrica e térmica. A linha laranja representa a geração de energia hidrelétrica no Brasil, enquanto a linha azul representa a geração de energia termelétrica no Brasil.

Figura 2 - Geração de Energia hidrelétrica x térmica (MWmed) (2014 a 2024)



Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados ONS, (2024).

A geração média de energia hidrelétrica é em torno de 45.000 MWmed, em contraste com 10.000 MWmed de termelétrica. A Figura 2 evidencia a dependência brasileira das usinas hidrelétricas e do aumento de consumo de energia termelétrica em períodos de secas e baixa precipitação.

Além disso, o assoreamento dos reservatórios, resultado do desmatamento e da degradação do solo nas bacias hidrográficas, contribuem para a redução da eficiência operacional das usinas. Esses impactos se traduzem em uma menor capacidade de geração no período seco (Mendes; Sthel, 2017).

As energias renováveis tendem a ser mais econômicas em comparação às fontes fósseis, sendo a energia hidrelétrica uma das tecnologias de menor custo na maior parte do mundo. Em 2021, seu valor médio foi de 0,048 dólar por kWh, conforme demonstrado na Tabela 1.

Tabela 1 - Preços instalados de energia renovável e custo nivelado de eletricidade no mundo, no período entre 2010 e 2021

| Fonte renovável            | Custo total da instalação (\$/kWh) |        |            | Custo nivelado da eletricidade (\$/kWh) |       |            |
|----------------------------|------------------------------------|--------|------------|-----------------------------------------|-------|------------|
|                            | 2010                               | 2021   | Variação % | 2010                                    | 2021  | Variação % |
| Bioenergia                 | 2.714                              | 2.353  | - 13       | 0,078                                   | 0,067 | - 14       |
| Geotérmica                 | 2.714                              | 3.991  | 47         | 0,050                                   | 0,068 | 34         |
| Energia hidrelétrica       | 1.315                              | 2 .135 | 62         | 0,039                                   | 0,048 | 24         |
| Energia solar fotovoltaica | 4.808                              | 857    | - 82       | 0,417                                   | 0,048 | - 88       |
| Energia solar concentrada  | 9.422                              | 9.091  | - 4        | 0,358                                   | 0,114 | - 68       |
| Energia eólica terrestre   | 2.042                              | 1.325  | - 35       | 0,102                                   | 0,033 | - 68       |
| Energia eólica offshore    | 4.876                              | 2.858  | - 41       | 0,188                                   | 0,075 | - 60       |

Fonte: Osman *et al.* (2023, p.7).

A Tabela 1 evidencia uma redução no custo da eletricidade para a maioria das fontes renováveis, exceto para a energia geotérmica e hidrelétrica. Em 2021, a energia solar apresentou a maior queda, com redução de 88% em seu custo. O aumento contínuo dos preços dos combustíveis fósseis, aliado aos esforços globais para reduzir as emissões de carbono e mitigar as mudanças climáticas, tem impulsionado o crescimento das fontes renováveis.

Considerando o histórico de preços das energias renováveis e a abundância de recursos naturais no Brasil, espera-se que o setor elétrico nacional apresente resultados semelhantes ou até mais favoráveis. Essa perspectiva reforça o potencial do país para se consolidar como líder mundial na geração de energia limpa.

Além dos desafios ambientais, o setor hidrelétrico brasileiro também está inserido em um modelo de mercado que apresenta complexidades próprias. O mercado de energia elétrica no Brasil é coordenado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), responsável pela liquidação das diferenças entre o que foi contratado e o que efetivamente foi

gerado ou consumido, no Mercado de Curto Prazo utilizando como referência o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que funciona como o preço *spot* da energia elétrica (Castro; Marcato; Aguiar, 2023).

O PLD é determinado por modelos matemáticos que levam em conta previsões hidrológicas, disponibilidade de geração e demanda esperada. O preço é calculado com base no Custo Marginal de Operação (CMO), portanto, segundo Castro, Marcato e Aguiar (2023, p. 98941), “períodos futuros com maior probabilidade de escassez desse recurso apresentam valores futuros de água mais elevados, tornando a operação do sistema mais custosa”.

Esse preço também é a referência utilizada pelo mercado de energia elétrica para a precificação de contratos futuros. Essa referência é utilizada tanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL), por meio de contratos bilaterais entre agentes, quanto no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), onde as distribuidoras adquirem energia em leilões voltados ao consumidor cativo. Além de influenciar os contratos, o PLD também orienta diretamente a cor da bandeira tarifária, sinalizando ao consumidor final o custo marginal de geração do sistema (Ramalho, 2014).

Esse sistema de formação de preços reflete diretamente as condições climáticas e operacionais do setor. Durante períodos de seca, por exemplo, o acionamento das usinas termelétricas com maior custo marginal eleva o PLD, gerando impactos econômicos significativos para consumidores e agentes do setor.

Assim, este trabalho busca contribuir com as pesquisas mencionadas acima ao adotar um recorte temporal atualizado, concentrando-se na análise do subsistema Sudeste/Centro-Oeste. O estudo visa relacionar como a dependência estrutural da geração hidrelétrica influencia o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e a consequente necessidade ampliada de acionamento das termelétricas.

### 3. METODOLOGIA

Nesta seção, serão apresentadas as metodologias quantitativa e descritiva utilizadas neste estudo, destacando seus procedimentos e justificativas para a escolha de cada abordagem.

#### 3.1. Delineamento da pesquisa

Este trabalho segue um enfoque descritivo, quantitativo que emprega pesquisa bibliográfica e documental. Para sua realização, serão identificadas e utilizadas as principais fontes de dados sobre o tema, incluindo tanto documentos quanto publicações bibliográficas. Além disso, serão considerados estudos científicos previamente realizados e publicados em periódicos indexados em bases como Scopus, *Web of Science* e *Science Direct*.

Serão usadas bases de dados, como o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), para analisar a produção de energia por setor, os balanços energéticos realizados pela empresa de pesquisa energética (EPE) e os dados e análises de preço da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Além de relatórios da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e do Ministério de Minas e Energia.

#### 3.2. Modelo econométrico

Para a estruturação da análise, adotou-se um modelo econométrico de regressão múltipla, que é fundamental para avaliar como um conjunto de variáveis independentes influencia a variável dependente. Além disso, a inclusão do logaritmo natural ( $\ln$ ) das variáveis foi uma escolha metodológica para que os coeficientes do modelo pudessem ser lidos diretamente como elasticidades ou variações percentuais (Wooldridge, 2023).

Resultando, assim, no seguinte modelo:

$$\ln \text{PLD} = \beta_0 + \beta_1 \ln \text{GER\_HIDRO} + \beta_2 \ln \text{GER\_TERMO} + \beta_3 \ln \text{ENA} + \varepsilon \quad (1)$$

Em que:

PLD = Preço de Liquidação das Diferenças

GER\_HIDRO= Geração hidrelétrica

GER\_TERMO = Geração termelétrica

ENA= Energia Natural Afluyente

$\varepsilon$  = termo de erro.

Para a análise, empregou-se o método de estimação dos Mínimos Quadrados Ordinários (MQO), que identifica a curva (reta ou hipérbole) que melhor se adapta aos dados através da minimização da soma dos resíduos ao quadrado. Em relação aos resultados esperados, prevê-se que as variáveis de geração de energia hidrelétrica (GER\_HIDRO) e a energia natural afluyente (ENA) exerçam um impacto negativo sobre a variável dependente (PLD). Por outro lado, espera-se que a geração de energia termelétrica (GER\_TERMO) demonstre um efeito positivo no PLD (Gujarati; Porter, 2011).

### 3.3. Base da dados

A variável dependente deste estudo é o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), obtido junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), representa o preço de curto prazo da energia elétrica no mercado brasileiro e reflete o custo marginal de operação do sistema, sendo determinado semanalmente conforme a disponibilidade de recursos energéticos e as condições de oferta e demanda.

Quanto às variáveis independentes, foram utilizadas informações mensais do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). A geração hidrelétrica, expressa em megawatt médio (MWmed), representa a energia efetivamente produzida pelas usinas hidrelétricas e tende a exercer efeito negativo sobre o PLD. A geração termelétrica, também em MWmed, reflete a produção de fontes fósseis com maiores custos de operação. Por fim, a Energia Natural Afluyente em relação à Média de Longo Termo (ENA MLT), expressa em proporção, reflete o volume de água afluyente aos reservatórios em comparação à média histórica, servindo como indicador das condições hidrológicas do período.

O Quadro 1 apresenta com maior detalhamento, as informações acerca da base de dados utilizada:

Quadro 1 - Estatística descritiva para as variáveis utilizadas no modelo

| <b>Variáveis</b>             | <b>Descrição</b>                                                             | <b>Unidade de medida</b>           | <b>Fonte</b> | <b>Tipo</b>  | <b>Sinal esperado</b> |
|------------------------------|------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------|--------------|--------------|-----------------------|
| Preço Líquido das Diferenças | Preço de curto prazo da energia elétrica no mercado brasileiro               | Reais por Mega Watt Hora (R\$/MWh) | CCEE         | Dependente   | Variável explicada    |
| Geração Hidrelétrica         | Quantidade de energia gerada pelas usinas hidrelétricas                      | Mega Watt médio (MWmed)            | ONS          | Independente | (-)                   |
| Geração Térmica              | Quantidade de energia gerada pelas usinas termelétricas                      | Mega Watt médio (MWmed)            | ONS          | Independente | (+)                   |
| ENA (%MLT)                   | Energia natural afluenta aos reservatórios em relação à média de longo termo | Mega Watt médio (MWmed)            | ONS          | Independente | (-)                   |

Fonte: Elaborado pelo autor, com base nos dados da pesquisa.

Como destacado no Quadro 1, as variáveis selecionadas buscam captar os principais determinantes do comportamento do preço de curto prazo da energia elétrica no Brasil. Assim, espera-se que períodos de maior geração hidrelétrica e maior ENA MLT estejam associados à redução do preço da energia, refletindo a abundância de recursos hídricos e o consequente menor acionamento de usinas térmicas.

Optou-se por expressar as variáveis de geração em MWmed, unidade que representa a potência média gerada ao longo do período analisado, por se tratar de uma medida diretamente compatível com o PLD, expressa em R\$/MWh, tratando-se de um preço médio para o mês. Essa medida garante maior comparabilidade entre as variáveis e contribui para reduzir distorções decorrentes das diferenças no número de horas entre os períodos observados.

## 4. RESULTADOS

Esta seção se organiza em duas partes, a primeira apresenta os resultados obtidos a partir da análise descritiva dos dados referentes ao setor hidrelétrico brasileiro, já a segunda apresenta a análise da influência das condições hidrológicas e do funcionamento do mercado elétrico sobre os custos de geração.

### 4.1. Estatística descritiva

Considerando as variáveis utilizadas para medir o comportamento do preço de liquidação das diferenças (PLD) frente às condições de geração de energia no Sistema Interligado Nacional, faz-se necessário apresentar a caracterização estatística das variáveis analisadas. A Tabela 2 apresenta as estatísticas descritivas das variáveis utilizadas no modelo econométrico, preço de liquidação das diferenças (PLD), geração hidrelétrica (GER\_HIDRO), geração termelétrica (GER\_TERMO) e energia natural afluyente (ENA).

Tabela 2 - Estatística descritiva para as variáveis utilizadas no modelo

| Variável                           | Média     | Desvio Padrão | Mínimo    | Máximo   |
|------------------------------------|-----------|---------------|-----------|----------|
| Preço de liquidação das diferenças | 238,69    | 208,82        | 30,42     | 822,83   |
| Geração hidrelétrica               | 26.414,17 | 3.669,77      | 17.567,87 | 34.336   |
| Geração termelétrica               | 3.454,83  | 1.955,09      | 629,92    | 7.221,06 |
| Energia natural afluyente          | 0,83      | 0,19          | 0,40      | 1,33     |

Fonte: Elaborado pelo autor, com base nos dados da pesquisa.

A energia natural afluyente, representada pelas quantidades de energia que pode ser produzida a partir da vazão natural dos rios expressa em percentual da média de longo termo, apresentou média de 82,6% da média histórica em MWmed, com desvio padrão de 18,5% da média histórica em MWmed cujos dados variaram de 40% a 133% da média histórica em MWmed. A ampla diferença entre valores mínimos e máximos demonstra a forte sazonalidade hidrológica, característica que impacta diretamente a geração hidrelétrica e, por consequência, a formação do preço de curto prazo.

A utilização da variável Energia Natural Afluyente (ENA) no modelo é relevante, pois expressa a disponibilidade hídrica que condiciona a geração hidrelétrica e, consequentemente, influencia o acionamento de termelétricas e a formação do PLD. Como destacado por Maia *et*

*al.*, (2015), na região Sudeste/Centro-Oeste a redução da variável ENA, associada ao regime de chuvas, tende a elevar o preço da energia, a menos que haja volume significativo de energia armazenada capaz de compensar essa diminuição da afluência.

A variável PLD apresentou média de 238,6 reais por mega watt-hora, com desvio-padrão de 208,8 R\$/MWh, variando entre 30,4 e 822,8 R\$/MWh. Esses valores evidenciam a elevada volatilidade do preço no mercado de curto prazo, refletindo as oscilações na disponibilidade de recursos e na necessidade de despacho de fontes mais caras.

A geração hidrelétrica registrou média de 26.414,1 MWmed, com baixa dispersão (desvio-padrão de 3.669,7 MWmed), oscilando entre 17.567,8 e 34.336 MWmed. Esse resultado confirma a estabilidade da participação hidrelétrica, que continua sendo a principal fonte da matriz elétrica brasileira.

A geração termelétrica, por sua vez, apresentou média de 3.454,8 MWmed e desvio-padrão de 1.955 MWmed, variando entre 629,9 e 7.221 MWmed. Apesar de inferior à geração hidráulica, a maior amplitude dos valores reflete sua utilização complementar em momentos de escassez hídrica, o que está associado a períodos de elevação do PLD.

Para fins comparativos, utilizou-se como referência a geração da usina de Itaipu. De acordo com dados do ONS para dezembro de 2024, a usina gerou 5.618 GWh, o que corresponde a uma produção média de 7.551 MWmed. Colocando em perspectiva os valores médios observados neste estudo, a geração hidrelétrica média equivale a cerca de três vezes a produção média de Itaipu. Já a geração termelétrica média observada equivale a cerca de metade da geração da usina de Itaipu.

Portanto, a análise descritiva evidencia a heterogeneidade das variáveis ao longo do período analisado. Essa variabilidade justifica a aplicação de técnicas econométricas para compreender de maneira mais precisa a relação entre disponibilidade hídrica, composição da geração de energia e comportamento do PLD.

Em relação a análise de correlação entre as variáveis, evidencia a relação entre o preço de liquidação das diferenças (PLD) e a geração hidrelétrica. A correlação simples entre  $\ln\_PLD$  e  $\ln\_GER\_HIDRO$  apresentou valor de -0,19, estatisticamente significativo ao nível de 5%. Esse resultado sugere que, quando considerada isoladamente, a geração hidrelétrica tende a reduzir o preço de curto prazo, uma vez que maior disponibilidade dessa fonte pressiona o PLD para baixo.

Contudo, a baixa magnitude da correlação indica que outros fatores também exercem influência relevante sobre a formação do preço, justificando a utilização de modelos de regressão múltipla para captar os efeitos condicionais de cada variável sobre o PLD, todas em

logaritmo natural, conforme o resultado apresentado pela Tabela 3.

Tabela 3 - Resultados do modelo de regressão, no período de 2014 a 2024

| Variáveis explicativas       | Coefficiente | Desvio Padrão | Estatística t | P-valor |
|------------------------------|--------------|---------------|---------------|---------|
| Geração hidrelétrica         | -0,7004      | 0,3458        | -2,03         | 0,045   |
| Geração termelétrica         | 0,8599*      | 0,0935        | 9,20          | 0,000   |
| Energia natural afluyente    | -0,4707*     | 0,1469        | -3,20         | 0,002   |
| Intercepto                   | 5,2995       | 3,6539        | 1,45          | 0,149   |
| <b>Número de observações</b> | 132          |               |               |         |
| <b>R<sup>2</sup></b>         | 0,5756       |               |               |         |

Fonte: Elaborado pelo autor, com base nos dados da pesquisa.

\* Significante a 1%.

A regressão múltipla estimada, apresentada na Tabela 3, buscou identificar os determinantes do preço de liquidação das diferenças (PLD) no mercado de energia elétrica. O modelo apresentou bom ajuste estatístico, com  $R^2 = 0,5756$ , indicando que aproximadamente 57% da variação do PLD é explicada pelas variáveis consideradas. O teste F foi altamente significativo ( $\text{Prob} > F = 0,000$ ), confirmando a robustez conjunta do modelo.

Este alto ajuste estatístico e a robustez conjunta do modelo corroboram a tendência observada em estudos anteriores que utilizaram a regressão múltipla no submercado Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO). Por exemplo, Maia *et al.* (2015) encontraram um  $R^2$  ajustado de até 0,80, reforçando a importância dos fatores hidrológicos, como a ENA, como determinantes estatisticamente significantes do PLD. Ramalho (2014) complementa que essa alta capacidade de modelagem da variação do PLD está ligada à dependência hidrelétrica da matriz brasileira e aos custos marginais de operação (CMO) que regem a formação do preço *spot*.

No que se refere às variáveis independentes, observa-se que a  $\ln\_GER\_HIDRO$  apresentou coeficiente negativo (-0,70) e estatisticamente significativo ao nível de 5% (P-valor = 0,045). A significância estatística da variável evidencia que o comportamento do PLD é condicionado pela variabilidade hidrológica, refletindo a dependência do sistema elétrico nacional de um regime de chuvas estável. Esse resultado indica que um aumento de 1% na geração hidrelétrica está associado a uma redução de aproximadamente 0,70% no PLD.

A variável  $\ln\_GER\_TERMO$  apresentou coeficiente positivo (0,859) e altamente significativo (P-valor = 0,000), o que era esperado, visto que o despacho das termelétricas ocorre principalmente em cenários de escassez hídrica ou elevada demanda. Como as

termelétricas possuem custos de geração superiores às hidrelétricas, sua participação impacta diretamente a elevação do PLD, portanto se a geração térmica aumentar em 1%, o PLD aumenta em 0,90% aproximadamente.

Essa relação inversa entre as variáveis hidrológicas e o PLD, bem como o efeito de elevação de preço da geração térmica, é amplamente sustentada pela literatura do setor. A capacidade de armazenamento da energia hidrelétrica confere um efeito estabilizador ao mercado, associado à redução tanto do preço da eletricidade quanto da sua volatilidade (OWOLABI *et al.*, 2022). Em contrapartida, a influência positiva da geração termelétrica reflete seu alto custo marginal. Segundo Maia *et al.* (2015) e Ramalho (2014), essas usinas são, em geral, acionadas em momentos de escassez hídrica ou aumento de demanda, o que dado o seu maior custo, eleva o preço *spot*.

Por outro lado, a variável  $\ln\_ENA$  apresentou coeficiente negativo (-0,470) e altamente significativo ao nível de 1% (P-valor = 0,002). Esse resultado indica que, se a ENA aumenta em 1%, o PLD reduz 0,47%. Isso ocorre porque maior disponibilidade hídrica permite ao sistema gerar energia a um custo menor, reduzindo a necessidade de acionamento de usinas termelétricas, mais caras.

Dessa forma, a ENA se confirma como uma variável-chave. A magnitude e a alta significância deste coeficiente destacam a sensibilidade do preço tanto à disponibilidade hídrica quanto, por consequência, ao despacho térmico necessário em períodos secos. Isso demonstra a vulnerabilidade do setor elétrico brasileiro, estruturalmente dependente da energia hidrelétrica e, portanto, suscetível às oscilações climáticas. Essa dependência estrutural da geração hidráulica reforça a importância de diversificar a matriz elétrica nacional, ampliando a participação de fontes complementares.

#### 4.2. Parâmetros Sazonais

Com o objetivo de avaliar se existe de fato uma diferença nos preços ao longo dos meses, estimou-se um modelo contendo apenas as *dummies* mensais, com o objetivo de identificar o padrão sazonal do PLD, o seguinte modelo é analisado:

$$\ln(PLD_t) = \beta_0 + \sum_{m=2}^{12} \delta_m D_m + \varepsilon \quad (2)$$

$D_m$  são as *dummies* mensais (janeiro é a referência),

$\delta_m$  mostra quanto o log do PLD de cada mês difere do de janeiro,  
 $\varepsilon$  é o termo de erro

Os resultados da estimação dos parâmetros da Equação 2, calculados a partir dos preços do PLD da CCEE, são apresentados na Tabela 4. Conforme apresentado na tabela, os coeficientes das variáveis sazonais refletem a diferença percentual do PLD de cada mês em comparação com o mês base (janeiro), *ceteris paribus*.

Tabela 4 - Variação sazonal mensal, no período de 2014 a 2024

| Parâmetro       | Coefficiente | P-valor |
|-----------------|--------------|---------|
| $\beta_2$       | 0,0409       | 0,746   |
| $\beta_3$       | -0,0202      | 0,905   |
| $\beta_4$       | -0,0693      | 0,723   |
| $\beta_5$       | 0,1609       | 0,449   |
| $\beta_6$       | 0,0541       | 0,807   |
| $\beta_7$       | 0,3121       | 0,167   |
| $\beta_8$       | 0,4380       | 0,050*  |
| $\beta_9$       | 0,5925       | 0,006*  |
| $\beta_{10}$    | 0,6569       | 0,001*  |
| $\beta_{11}$    | 0,4015       | 0,021*  |
| $\beta_{12}$    | 0,0494       | 0,707   |
| $R^2$           |              | 0,2903  |
| Estatística - F |              | 0,0000  |

Fonte: Elaborado pelo autor, com base nos dados da pesquisa.

\* Significante a 5%.

O modelo apresentou um  $R^2$  ajustado de 0,2903, indicando que aproximadamente 29% da variação do preço é explicada pela sazonalidade temporal. Os coeficientes mensais foram positivos e estatisticamente significativos entre agosto e novembro, o que revela elevação sistemática do PLD durante o período seco do sistema elétrico brasileiro. Esse resultado confirma a existência de um componente sazonal intrínseco na formação do preço de curto prazo, associado à redução das afliências e ao maior acionamento de usinas térmicas nesse período.

O resultado corrobora com a observação feita por Dias et al. (2018), de que os níveis dos reservatórios são normalmente mais baixos entre abril e novembro devido à estação seca, e

com o risco de temperaturas acima das observadas na região Centro-Oeste durante a transição de agosto a novembro.

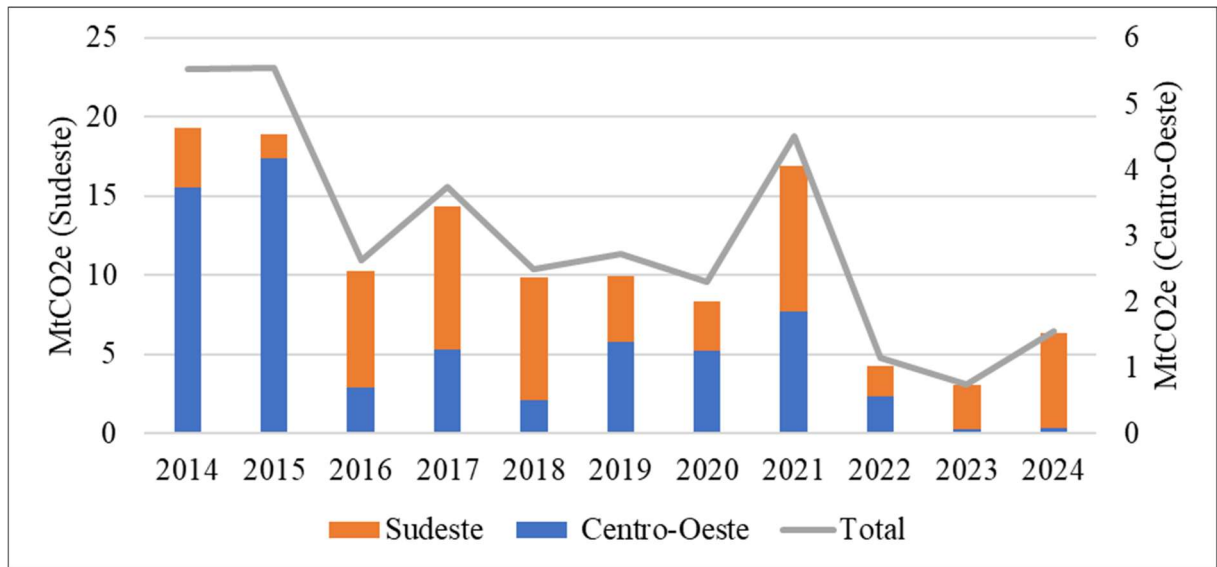
Ao incorporar as variáveis *dummies* mensais na Equação 1, o coeficiente da geração hidrelétrica tornou-se estatisticamente insignificante. Isso indicou que sua influência já estava capturada pela própria variação sazonal representada pelas *dummies*. Dessa forma, para avaliar exclusivamente o componente sazonal do PLD, optou-se por concentrar a análise em um modelo puramente temporal (contendo apenas as *dummies*), capaz de evidenciar de forma mais direta a sazonalidade intrínseca do preço.

Com base nas informações apresentadas, observa-se que o setor hidrelétrico brasileiro enfrenta desafios estruturais e ambientais significativos. A concentração regional das usinas e o funcionamento do mercado elétrico, influenciado diretamente pelas condições hidrológicas, evidenciam uma estrutura vulnerável diante dos impactos das mudanças climáticas.

#### **4.3. Emissões do setor**

O uso de termelétricas que dependem de combustíveis fósseis (gás natural, carvão) leva a aumentos nas emissões de GEE conforme alertado por Gutierrez (2024). Essa correlação resultou em um impacto significativo no Brasil, onde as emissões de CO<sub>2</sub> equivalentes do setor elétrico aumentaram aproximadamente 460% entre 2011 e 2014 (Mendes; Sthél, 2017). A tendência desse problema pode ser visualizada conforma a Figura 3, que ilustra o comportamento das emissões de CO<sub>2</sub> no setor elétrico brasileiro no período de 2014 a 2024.

Figura 3 - Emissões do setor de Energia por Geração de eletricidade (MtCO<sub>2e</sub>) (2014 a 2024)



Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados do Sistema de Estimativas e Remoções de Gases de Efeito Estufa (SEEG, 2024).

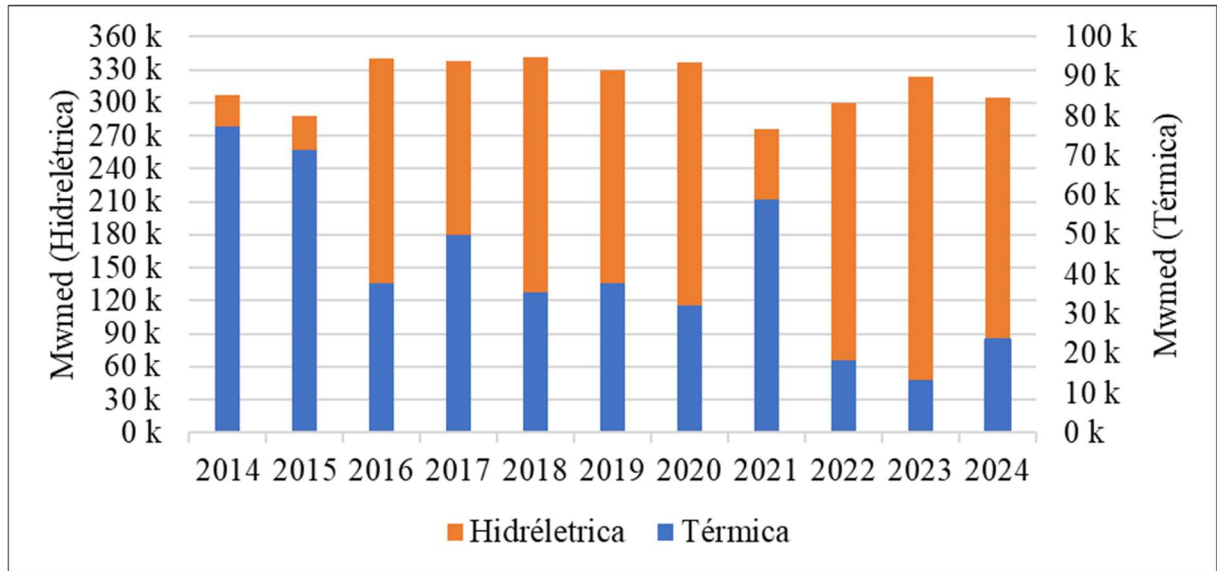
A figura apresenta dois picos críticos, em 2014/2015, impulsionado por uma crise hídrica, atingindo cerca de 23 Milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente (MtCO<sub>2e</sub>) e o segundo, e mais recente, em 2021, que se aproxima de 19 MtCO<sub>2e</sub>, reflete a grave crise hídrica com as menores vazões observadas desde 1930 (Gutierrez, 2014), exigindo o despacho de térmicas de alto custo e alta emissão. Em contraste, o ano de 2023 registra o valor mínimo da série (cerca de 4 MtCO<sub>2e</sub>) seguido por um leve repique em 2024. Essa relação observada entre os picos de emissão e as crises hídricas reitera que o impacto ambiental do setor está intrinsecamente ligado à variabilidade climática e à estratégia de despacho térmico.

O impacto ambiental do setor elétrico é intensificado pela escolha dos combustíveis utilizados na geração térmica. Segundo dados do Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa (SEEG), dentre as fontes empregadas, destacam-se como grandes emissoras de Gases de Efeito Estufa (GEE) o diesel de petróleo, o óleo combustível, o biodiesel e, principalmente, o gás natural seco, sendo o responsável pela maior parte das emissões registradas no pico da crise hídrica de 2021, quando atingiu 16 MtCO<sub>2e</sub> na região Sudeste e 1,5 MtCO<sub>2e</sub> na região Centro-Oeste.

Segundo Alves e Uturbey (2010), tecnologias baseadas em óleo combustível e diesel possuem alto fator de emissão de CO<sub>2</sub>, aumentando o impacto ambiental do setor. Os autores quantificaram os custos de degradação ambiental, revelando uma contribuição negativa dupla pela emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE) e pela poluição local. A variação nessas emissões

está diretamente ligada à matriz de geração do país, nesse sentido, a Figura 4 ilustra a variação na produção de energia elétrica por fonte (hidrelétrica e térmica) ao longo desse mesmo período.

Figura 4 - Geração de Energia no subsistema Sudeste/Centro-Oeste (MWmed) (2014 a 2024)



Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados ONS, (2024).

A figura apresenta uma redução expressiva na geração hidrelétrica nos anos de 2014, 2015 e 2021, sendo acompanhada por um aumento na geração termelétrica, que atua como fonte de suporte para garantir o atendimento à demanda elétrica nacional. Em 2021, essa queda atingiu 18,16% em relação ao ano anterior (2020), e esses mesmos anos coincidem com o pico no aumento das emissões totais de GEE do setor, conforme demonstrado na Figura 3.

A análise dos dados das Figuras 3 e 4 permite inferir que a vulnerabilidade hidrológica do setor elétrico não resulta apenas em impactos econômicos no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), mas também em graves consequências ambientais. Os dados analisados demonstram uma correlação direta entre os picos de emissão e as crises hídricas, reiterando a dependência do sistema às condições climáticas.

Com base nos resultados, conclui-se que a redução da previsibilidade hidrológica, aliada à concentração da geração em regiões vulneráveis, intensifica os riscos associados à produção hidrelétrica, pressionando o sistema elétrico a recorrer a fontes mais poluentes. Essa dinâmica retarda o avanço da transição energética no país, contrariando os princípios centrais desse processo, que visam à descarbonização da matriz elétrica nacional.

## 5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho analisou a relação entre a geração de energia, o comportamento do preço e os impactos climáticos, em especial dos regimes de chuva, sobre o setor hidrelétrico no contexto da transição energética. A partir da análise de dados mensais e da estimação econométrica no período de 2014 a 2024, constatou-se que a matriz elétrica nacional, apesar de majoritariamente renovável, exibe alta sensibilidade às variações hidrológicas, afetando diretamente o custo e a estabilidade do sistema.

Diante disso, a partir desta análise, constatou-se que a variação hidrológica é determinante para o comportamento do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). A escassez hídrica notadamente em 2014, 2015 e 2021 coincide com picos de geração térmica e de emissões de GEE, resultando na elevação significativa do PLD. Isso confirma que as mudanças climáticas afetam o Custo Marginal de Operação (CMO) e o equilíbrio econômico do setor, intensificando a dependência de fontes térmicas e o perfil emissor do sistema.

A identificação de alternativas para a transição energética diante do paradoxo de que a segurança operacional (despacho térmico) é o principal vetor de aumento de emissões, envolve a diversificação estrutural da matriz, com investimento prioritário em fontes complementares (solar e eólica). Esse movimento reduz o acionamento termelétrico, mitiga os impactos ambientais e alinha-se aos compromissos na COP26 de redução de 50% nas emissões até 2030.

No que se refere ao setor hidrelétrico, os resultados apontam que a integração entre fontes renováveis e aprimoramento da gestão hídrica são as principais alternativas para garantir a segurança energética diante de eventos climáticos extremos. O caminho envolve a adoção de políticas públicas que integrem o risco climático ao planejamento de longo prazo, permitindo a previsão dos impactos de mudanças na precipitação e temperatura e a implementação de medidas adaptativas antecipadas (Dias *et al.*, 2018; Mota, Gazoni e Góes, 2008).

A análise principal do estudo ficou restrita à abrangência temporal e à disponibilidade de dados hidro meteorológicos mais detalhados, o que restringe a análise de longo prazo, a possível inabilidade da regressão linear múltipla em capturar a totalidade da complexidade não-linear da volatilidade do preço. Assim, para estudos futuros, recomenda-se a expansão do período amostral, bem como a aplicação de modelos econométricos dinâmicos, que permitam investigar as relações de causalidade entre variáveis climáticas, preço e geração de energia.

Por fim, sugere-se a inclusão de variáveis de financiamento e risco, analisando como o volume de leilões de energia renovável ou a emissão de *green bonds* impactam os investimentos em diversificação e, conseqüentemente, o preço final da energia.

## REFERÊNCIAS

AL MUBARAK, F.; REZAEI, R.; WOOD, D. A. Economic, societal, and environmental impacts of available energy sources: A review. **Eng**, v. 5, n. 3, p. 1232–1265, 2024.

ALVES, L. A.; UTURBEY, W. Environmental degradation costs in electricity generation: The case of the Brazilian electrical matrix. **Energy Policy**, v. 38, n. 10, p. 6204–6214, 2010.

ANEEL; CENTRO DE DOCUMENTAÇÃO - CEDOC. **Bibliografia temática: transição energética - histórico**. v. 6, n. 1, fev. Brasília: ANEEL: CEDOC, 2024. 18 p. (Bibliografia temática, v. 6). Disponível em: <https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/240086>. Acesso em: 27 out. 2024.

BRASIL. **Decreto nº 9.073, de 12 de junho de 2017**. Regulamenta o setor elétrico, incluindo as funções do Ministério de Minas e Energia. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2015-2018/2017/decreto/d9073.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2017/decreto/d9073.htm). Acesso em: 26 out. 2024.

CASTRO, A. L.; MARCATO, A. L. M.; AGUIAR, E. P. de. Multifractal analysis of the Brazilian electricity market. **IEEE Access**, v. 11, p. 98939–98957, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2023.3313099>.

Catálogo de Metadados da ANA. Disponível em: <https://metadados.snirh.gov.br/geonetwork/srv/por/catalog.search#/metadata/56ac7cb5-aa22-4081-a135-c7fc0938a449>. Acesso em: 22 out. 2024.

COASE, R. H. The problem of social cost. **Journal of Law and Economics**, v. 3, p. 1–44, 1960.

DAI, X.; XU, X. Bump in energy prices and their impact on natural resources: Energy transition initiatives in OECD countries. **Resources Policy**, v. 87, n. 104244, 2023.

DE JONG, P.; KIPERSTOK, A.; TORRES, E. A. Economic and environmental analysis of electricity generation technologies in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 52, p. 725–739, 2015.

DE PRADO TANURE, T. M.; DE CARVALHO, M. M.; MAGALHÃES, A. S. **Os impactos das mudanças climáticas sobre a geração de energia hidrelétrica e seus efeitos para a economia brasileira entre 2020 e 2050**. Disponível em: [https://diamantina.cedeplar.ufmg.br/portal/download/diamantina-2019/D18\\_391.pdf](https://diamantina.cedeplar.ufmg.br/portal/download/diamantina-2019/D18_391.pdf). Acesso em: 16 nov. 2024.

DE QUEIROZ, A. R. et al. Hydropower revenues under the threat of climate change in Brazil. **Renewable Energy**, v. 133, p. 873–882, 2019.

DE SOUZA DIAS, V. et al. An overview of hydropower reservoirs in Brazil: Current situation, future perspectives and impacts of climate change. **Water**, v. 10, n. 5, p. 592, 2018.

ENERGY INSTITUTE. **Statistical Review of World Energy 2024**. 2024.

EPE — EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional 2024**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-723/BEN2024.pdf>, acessado em 27 out. 2024.

GUJARATI, Damodar N.; PORTER, Dawn C. **Econometria básica**. 5. ed. Porto Alegre: AMGH, 2011. Livro digital. (1 recurso online). ISBN 9788580550511. Disponível em: <https://integrada.minhabiblioteca.com.br/books/9788580550511>. Acesso em: 21 set. 2025.

GYAMFI, B. A.; BEIN, M. A.; BEKUN, F. V. Investigating the nexus between hydroelectricity energy, renewable energy, nonrenewable energy consumption on output. **Environmental Science and Pollution Research**, v. 27, n. 20, p. 25327–25339, 2020.

HARRISON, G. P.; WHITTINGTON, H. W.; WALLACE, A. R. Climate change impacts on financial risk in hydropower projects. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 18, n. 4, p. 1324–1330, 2003.

Histórico da Operação. Disponível em: [https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao\\_energia.aspx](https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx). Acesso em: 23 out. 2024.

JOSKOW, P. L. Comparing the costs of intermittent and dispatchable electricity generating technologies. **American Economic Review**, v. 101, n. 3, p. 238–241, 2011.

MENDES, L. F. R.; STHIEL, M. S. Thermoelectric power plant for compensation of hydrological cycle change: Environmental impacts in Brazil. **Case Studies in the Environment**, v. 1, n. 1, p. 1–7, 2017.

MOTA, J. A.; GAZONI, J. L.; GÓES, G. S. **A economia das mudanças climáticas**. Brasília: IPEA, 2008.

MUKHEIBIR, P. Potential consequences of projected climate change impacts on hydroelectricity generation. **Climatic Change**, v. 121, n. 1, p. 67–78, 2013.

ONU – ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS. **Objetivos de Desenvolvimento Sustentável**. Disponível em: <https://brasil.un.org/pt-br/sdgs>. Acesso em: 28 out. 2024.

OSMAN, A. I. et al. Cost, environmental impact, and resilience of renewable energy under a changing climate: A review. **Environmental Chemistry Letters**, v. 21, n. 1, p. 741–764, 2023.

OTTONI TEATINI SALLES, A.; MATIAS, A. L. Uma análise da teoria das externalidades de Pigou e Coase e suas aplicações na abordagem teórica da Economia Ambiental. **Informe Econômico (UFPI)**, v. 1, 2022.

OWOLABI, O. O. et al. A robust statistical analysis of the role of hydropower on the system electricity price and price volatility. **Environmental Research Communications**, v. 4, n. 7, p. 075003, 2022.

Painel de Preços - CCEE. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/precos/painel-precos>. Acesso em: 27 out. 2024.

PAULA, Luiz Fernando de; CASTRO, Nivalde de; LUDOVICO, Pedro; BOCCANERA, Sofia. **Os desafios do financiamento da transição energética**. Rio de Janeiro: Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL/UFRJ), 2024. Disponível em: [https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2024/08/artigo\\_desafios\\_do\\_financiamento\\_da\\_transicao\\_energetica.pdf](https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2024/08/artigo_desafios_do_financiamento_da_transicao_energetica.pdf). Acesso em: 26 out. 2024.

PIGOU, A. C. **The economics of welfare**. 4. ed. London: Macmillan, 1932.

PIMENTEL, P. E. O. **Cenários para a transição energética no Brasil 2040**. 2023. Tese (Doutorado) – Universidade de Brasília.

PRZEKOTA, G. Do household electricity prices in European Union countries depend on the energy mix? **Energies**, v. 16, n. 21, p. 7289, 2023.

RAMALHO, G. M. **Uma abordagem estatística para o modelo de preço spot da energia elétrica no submercado Sudeste/Centro-Oeste brasileiro**. São Paulo: USP, 2017.

RODRIGUES, L. A. **Efeitos das mudanças climáticas na demanda de energia elétrica no Brasil**. 2012. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Viçosa.

SEEG – Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa.

Disponível em:

<<https://plataforma.seeg.eco.br/?yearRange%5B0%5D=2014&yearRange%5B1%5D=2024&order%5B0%5D=477&category%5B0%5D=758&emissionType%5B0%5D=1&gas=9&groupBy=Region&rankBy=Product&filtersTab=filtros&statisticsTab=sankey>>. Acesso em: 03 nov. 2025.

SILVA, M. M. C. D.; LIMA, L. M. Fatores que influenciam o preço da energia elétrica no Brasil: Uma abordagem hedônica. **Revista Brasileira de Energia**, v. 22, n. 1, p. 7–24, 2016.

SOLAUN, K.; CERDÁ, E. The impact of climate change on the generation of hydroelectric power – A case study in Southern Spain. **Energies**, v. 10, n. 9, p. 1343, 2017.

WOOLDRIDGE, Jeffrey M. **Introdução à econometria: uma abordagem moderna**. 4. ed. São Paulo: Cengage Learning Brasil, 2023. Livro digital. (1 recurso online). ISBN 9786555584530. Disponível em: <https://integrada.minhabiblioteca.com.br/books/9786555584530>. Acesso em: 21 set. 2025.

## APÊNDICES

### APÊNDICE A – Teste de Heterocedasticidade

Para avaliar a presença de heterocedasticidade no modelo, foi empregado o teste de Breusch-Pagan/Cook-Weisberg, utilizando o comando “estat hettest” no software Stata. Este procedimento tem como hipótese nula ( $H_0$ ) a homocedasticidade e como hipótese alternativa ( $H_a$ ) a heterocedasticidade.

*Breusch–Pagan/Cook–Weisberg test for heteroskedasticity*

*Variable: Fitted values of ln\_PLD*

*H0: Constant variance*

*chi2(1) = 3.43*

*Prob > chi2 = 0.0638*

Considerando o nível de significância usualmente adotado ( $\alpha = 0,05$ ), observa-se que o p-valor obtido de 0,0638 é superior ao ponto de corte. Desta forma, não há evidências suficientes para rejeitar a hipótese nula de homocedasticidade.

## APÊNDICE B – Teste de Multicolinearidade

A multicolinearidade no modelo de regressão foi avaliada por meio do Fator de Inflação da Variância (VIF). Para tanto, foi utilizado o comando “estat vif” no *software* Stata. Os resultados do comando apresentaram os seguintes valores:

| <b>Variaveis</b> | <b>VIF</b> | <b>1/VIF</b> |
|------------------|------------|--------------|
| ln_GER_TERMO     | 1,03       | 0,9736       |
| ln_GER_HIDRO     | 1,02       | 0,9768       |
| ln_ENA           | 1,02       | 0,9776       |
| Média VIF        | 1,02       |              |

Os valores entre 1 e 5 de VIF apresentados indicam moderada correlação entre uma dada variável explicativa e outras variáveis explicativas no modelo, mas que não demonstraram relevância significativa para acusar a presença de multicolinearidade entre as variáveis empregadas.

## APÊNDICE C – Teste de Autocorrelação

Para realizar o teste de autocorrelação foi aplicado o comando “dwstat” no *software* Stata. O comando realizou o teste de Durbin-Watson para detectar correlação entre resíduos. Os resultados do comando apresentaram os seguintes valores para a equação 1 e para a equação 2 respectivamente.

*Durbin–Watson d-statistic (4, 132) = .4292437*

*Durbin–Watson d-statistic (12, 132) = .2319704*

O estatístico Durbin–Watson obtido foi de 0,429 e 0,231, valores muito inferiores ao ponto de referência de 2, indicando forte autocorrelação positiva dos resíduos. Esse resultado evidencia violação da hipótese de independência do erro. Por esse motivo, optou-se pelo uso do método Prais–Winsten (AR (1)), que trata a autocorrelação serial e restabelece a validade dos erros-padrão e da inferência estatística.